

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу»

УДК 622.692.4.053:665.6-045.23-044.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Тоначев Кирилл Сергеевич		15.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		15.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		19.05.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех Алина Ильдаровна	-		28.05.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		15.06.2021

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.03.2021	Введение	5
10.03.2021	Обзор литературы	15
05.04.2021	Характеристика объекта исследования	15
20.04.2021	Теоретические основы методов увеличения пропускной способности	10
29.04.2021	Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	20
13.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
19.05.2021	Социальная ответственность	10
26.05.2021	Заключение	5
31.05.2021	Презентация	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		05.02.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		05.02.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Тоначеву Кириллу Сергеевичу

Тема работы:

«Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 36-80/с от 05.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.06.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования: магистральный трубопровод условным диаметром 530x8 мм и протяженностью 173 км, с одной перекачивающей станцией, на котором необходимо обеспечить пропускную способность 25950 т/сут.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор литературных источников по проблеме увеличения пропускной способности трубопроводов; 2. Сравнительный анализ методов по повышению гидравлической эффективности с целью выявления наиболее подходящего для объекта; 3. Обзор основ гидравлического расчета трубопроводов с лупингами и вставками; 4. Анализ полученных результатов, выбор наиболее оптимального метода для выбранного объекта; 5. Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; 6. Заключение и выводы по работе.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Таблицы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристика современных методов для снижения гидравлических нагрузок 2. Матрица SWOT 3. Календарный план график проведения НИР по теме <p>Рисунки:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Методы снижения гидравлических нагрузок 2. Схема методов увеличения пропускной способности нефтепроводов 3. Технологическая схема НПС 4. Принцип действия противотурбулентных присадок 5. График эффективности противотурбулентной присадки 6. Алгоритм расчета гидравлических потерь 7. Алгоритм расчета длины лупинга и вставки 8. Алгоритм расчета эффективности ПТП
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Е.И., доцент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Фех А.И., старший преподаватель ООД</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>05.02.2021</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		05.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Тоначев Кирилл Сергеевич		05.02.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Тоначеву Кириллу Сергеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость оборудования и материальных затрат определялась по средней стоимости по г. Томску. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент доп. заработной платы 15 %. Районный коэффициент 30 %.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы – 30,2 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	1. Формирование плана-графика реализации проекта; 2. Расчет бюджета затрат реализации проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		05.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Тоначев Кирилл Сергеевич		05.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Тоначеву Кириллу Сергеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объект исследования: линейная часть магистрального нефтепровода. Область применения: магистральные нефтепроводы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах»; СНиП 12- 03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Организация строительства»; Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия.	Вредные факторы: – повышенный уровень шума и локальной вибрации; – недостаток искусственного освещения рабочей зоны; – токсическое воздействие на организм человека химических веществ; – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе (повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны); – повреждения в результате контакта с насекомыми, животными. Опасные факторы: – факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и искры при сварке и т.п.); – взрыво- пожароопасность; – движущиеся машины и механизмы,

	подвижные части производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс загрязняющих веществ по причине негерметичности технологического оборудования.</p> <p>Гидросфера: попадание или сбросы загрязняющих веществ, таких как нефть, растворители на поверхность водных источников и подземных вод.</p> <p>Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и лесных массивов, загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами, а также отходами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: ситуация, возникшая вследствие аварийного разлива нефти и нефтепродуктов.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		05.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Тоначев Кирилл Сергеевич		05.02.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 92 страниц, 14 рисунков, 20 таблиц, 55 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, пропускная способность, лупинг, вставка, противотурбулентная присадка, экономическая эффективность.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод протяженностью 173 км.

Цель работы: выбор оптимальной технологии повышения пропускной способности при транспорте нефти по магистральному трубопроводу.

Методы и методики проведения работ: Расчетная часть выполнена в соответствии с РД 39-30-139-79 «Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях».

В процессе исследования проводилось изучение магистрального нефтепровода, рассмотрены причины снижения гидравлической эффективности трубопровода, произведен обзор методов по увеличению пропускной способности нефтепровода, оценка их применимости и эффективности.

В результате исследования: проведен анализ рассмотренных методов по повышению пропускной способности МН, проведен расчет длины лупинга и вставки большего диаметра, а также концентрации противотурбулентной присадки.

Область применения: магистральные нефтепроводы.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06			11	92
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки:

ГОСТ Р 57512-2017	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.
ГОСТ 17378-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой стали. Конструкция.
Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ	Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
ГОСТ 34182-2017	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3).
РД 153-39.4-113-01	Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
РД-25.160.00-КТН-037-14	Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов (с Изменениями N 1, 2, 3).
ВНТП-3-90	Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов.
ГОСТ 12.4.011-89	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
ГОСТ 12.0.003-2015	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
ГОСТ 12.1.003-2014	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
РД 39-30-139-79	Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях (актуализировано 01.01.2021).

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.		Лист	Листов		
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06				12	92		
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06							
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А					

ГОСТ 12.1.019-2017	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
СанПиН 3.2.3215-14	"Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации" (с изменениями на 29 декабря 2015 года).
ГЭСН 81-02-01-2020	Государственные сметные нормативы. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Часть 1. Земляные работы.
ГОСТ Р ИСО 6385-2016	Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
СП 52.13330.2016	Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
СанПиН 1.2.3685-21	Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).

Определения:

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Пропускная способность: расчетное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.

Лупинг: трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности.

Противотурбулентная присадка: раствор либо суспензия полимера, имеющего длинные нитевидные молекулы с высокой молекулярной массой, предназначенная для уменьшения гидравлического сопротивления при течении потока жидкости.

Станция нефтеперекачивающая: объект магистрального нефтепровода, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

Обозначения и сокращения:

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода;

МТ – магистральный трубопровод;

МН – магистральный нефтепровод;

НД – нормативная документация;

СОД – средство очистки и диагностики;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПТП – противотурбулентная присадка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	18
1 Технологии перекачки и транспортировки нефти по магистральному трубопроводу	20
1.1 Общее представление об увеличении пропускной способности.....	20
1.2 Оборудование для снижения гидравлических нагрузок.....	22
1.3 Технологии применения лупингов и вставок большего диаметра	24
1.4 Увеличение количества насосных станций.....	28
1.5 Противотурбулентные присадки	29
1.6 Характеристики противотурбулентных присадок.....	32
2 Характеристика объекта исследования.....	35
2.1 Характеристика участка магистрального нефтепровода	35
2.2 Климатическая характеристика	35
2.3 Характеристика трубопровода.....	36
2.4 Характеристика нефти.....	36
3 Расчетная часть.....	38
3.1 Расчет гидравлических потерь при существующей технологии транспортировки	39
3.2 Расчет гидравлических потерь после применения способов повышения эффективности при транспортировке	42
3.2.1 Расчет трубопровода с лупингом	42
3.2.2 Расчет трубопровода со вставкой.....	43
3.2.3 Увеличение числа нефтеперекачивающих станций (НПС)	45
3.2.4 Комбинированный способ	48
3.2.5 Расчет концентрации противотурбулентной присадки	50
3.3 Выбор оптимальной технологии повышения эффективности при транспортировке нефти	52
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	54
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	55

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Оглавление			
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06				
						Лит.	Лист	Листов
							15	92
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

4.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	55
4.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	55
4.1.3	SWOT-анализ	57
4.2	Планирование научно-исследовательских работ	59
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	59
4.2.2	Разработка графика проведения научного исследования.....	60
4.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	62
4.3.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	62
4.3.2	Основная заработная плата исполнителей схемы	63
4.3.3	Дополнительная заработная плата	65
4.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды.....	65
4.3.5	Накладные расходы	66
4.3.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	66
4.4	Определение ресурсной финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	67
4.4.1	Определение сравнительной эффективности разработки	67
5	Социальная ответственность	70
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
5.2	Производственная безопасность	71
5.3	Анализ вредных производственных факторов	73
5.3.1	Повышенный уровень шума на рабочем месте	73
5.3.2	Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	73
5.3.3	Токсическое воздействие на организм человека химических веществ.....	74
5.3.4	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	75
5.3.5	Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными.....	75
5.4	Анализ опасных производственных факторов	76
5.4.1	Электрический ток.....	76
5.4.2	Пожароопасность и взрывоопасность	77
5.4.3	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	78
5.5	Экологическая безопасность.....	78
5.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80

Заключение 85

Список литературы 86

Введение

Актуальность выбранной тематики.

С задачей повышения пропускной способности магистральных трубопроводов приходится сталкиваться при проектировании, создании и эксплуатации нефтепроводов. Для выбранной толщины стенки трубы и диаметра, а также конкретного насосного оборудования требуемая производительность МН, возможно, окажется ниже необходимой. Конструктор должен уметь решать задачу, связанную с определением и увеличением способности до заданной. Нефтепровод магистральный строят и вводят в эксплуатацию постепенно. Всякая следующая очередь дает отчетливую степень прироста производительности трубопровода. В конечном итоге, открытие новых и исчерпание имеющихся месторождений, постройка новых нефтеперерабатывающих заводов ставит перед собой задачу повышения гидравлической эффективности в целом всего действующего МН.

Магистральный нефтепровод, говоря о системе трубопроводного транспорта, – единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, который позволяет обеспечить не только транспортировку, но и сдачу нефти, соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Также в настоящее время требуется оперативное повышение производительности отдельных нефтепроводов, поскольку непрерывно происходят процессы изменения и разнообразия грузопотоков и смены стратегических направлений перекачки. При этом необходимость сокращения капитальных и эксплуатационных затрат и их оптимизации играет ключевую роль при выполнении задач по обеспечению производительности трубопроводного транспорта. Ключевой задачей МН является сохранение балансов запланированных объемов поставки грузополучателям всех требуемых товарных продуктов по трубопроводу.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Введение		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06				18
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06				92
							Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А	

При этом важной задачей является обеспечение бесперебойных поставок нефти с требуемой пропускной способностью, которая может меняться в зависимости от свойств транспортируемой среды и приводить к падению объемов поставки. Необходимо понимать, как эффективно управлять этим процессом. Важно знать, что если требуются большие объемы транспортировки, то условия надо создать такие, чтобы снизить уровень потерь. Так как задача трубопровода снизить гидравлические потери, нужно понять, как и на что воздействовать. Нефтеперекачивающие станции отпадают ввиду дороговизны, остается воздействие на сам трубопровод или на саму транспортируемую среду. В первом случае используются лупинги или вставки, во втором же – противотурбулентные присадки.

Поэтому, исходя из изложенного выше, тема выпускной квалификационной работы «Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу» *является актуальной.*

Объект исследования: модельный магистральный нефтепровод протяженностью 173 км.

Предмет исследования: способы увеличения производительности магистрального трубопровода.

Цель работы: выбор оптимальной технологии повышения пропускной способности при транспорте нефти по магистральному трубопроводу.

В ходе выполнения работы были поставлены *следующие задачи*, которые необходимо было решить:

1. *изучить нормативную документацию и литературу по данной теме;*
2. *выяснить причины уменьшения пропускной способности нефтепровода;*
3. *рассмотреть применяемые методы увеличения гидравлической эффективности нефтепроводов;*
4. *рассчитать и сопоставить параметры и значения для анализируемых методов;*
5. *выбрать наиболее эффективную и оптимальную, а также экономически выгодную технологию.*

1 Технологии перекачки и транспортировки нефти по магистральному трубопроводу

1.1 Общее представление об увеличении пропускной способности

В ходе написания данной работы было использовано множество нормативно-технических документов, действующих в области эксплуатации нефтепроводов, а также научно-технической литературы. Проблеме увеличения пропускной способности трубопровода посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных авторов, таких как В.А. Бунчук, А.М. Нечваль, А.А. Коршак, Р.А. Алиев и др. Они рассматривают современные методы, а также различные способы решения данной проблемы, основываясь на уже известных способах повышения производительности трубопроводов. Множество зарубежных авторов в своих работах также поднимают вопрос необходимости более детального рассмотрения проблемы в связи с ее актуальностью.

Почему снижается пропускная способность?! Автор статьи [1] размышляет об этом. Его позиция ясна, всему виной отложения. Он излагает мысли, что имеет разницу в зависимости от срока эксплуатации трубопровода и химико-физических свойств продукта, который транспортируется, состав отложений, образующихся в трубопроводе. В основе своей скопления – это частицы глины и песка, т.е. механические примеси и парафино-смолистые вещества. При этом внутренние отложения включают еще поверхностно-активные вещества (ПАВ).

В процессе эксплуатации в нефтепроводе остаются куски грязи, застывший металл, образовавшийся после проведения сварочных работ, ну и вода, которая способствует размножению бактерий и появлению коррозии. Как следствие, образуется сероводород, активирующий не только процессы коррозии, но и твердые частицы, что образует основу пробок трубопроводов.

Также трубопровод находится под влиянием попадания лишних предметов при сооружении (грунт, камни), а также скопления воды и газа из-за неполного их удаления в процессе испытания и пуска в эксплуатацию.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Технологии перекачки и транспортировки нефти по магистральному трубопроводу	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06			Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06			20
							92
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

В статье [2] указано, что в состав отложений входят различные виды фаз, такие как жидкая и твердая. Можно сказать, что данные фазы составляют структуру, имеющую многокомпонентное и сложное строение.

Процесс очистки внутренней поверхности выполняется для такой цели, чтобы восстановить гидравлическую эффективность нефтепровода путем удаления парафина, песка и механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб.

На сегодняшний день существует достаточное количество методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями:

1) механический – подразумевает использование механических очистных устройств, таких как скребки, поршни-разделители, очистные поршни. Диаметр нефтепровода является при выборе очистных устройств одним из определяющих показателей;

2) тепловой, то есть промывка горячим теплоносителем, который называется электроподогрев. Методы данные тепловые имеют суть следующую: парафин плавится примерно при температуре 50 °С и начинает стекать с нагретой поверхности;

3) химический – применение растворителей и ингибиторов, очистка с помощью гелеобразных поршней. Методы химические базируются на введении химических молекул в продукт, уменьшающих и предотвращающих формирование АСПО.

Следующий автор анализирует способы повышения гидравлической эффективности. В статье [3] был проведен сравнительный анализ решений технических, имеющих современные истоки, которые, в свою очередь, применяются для обеспечения требуемой или, возможно, увеличения производительности существующих магистральных трубопроводов. По итогу вычислений определено следующее, что ввиду оригинальности каждого участка между соседними НПС цена и достигаемый эффект от разных технических решений могут существенно отличаться. Следовательно, по результату расчетов предложен цикл определения оптимального варианта обеспечения заданной гидравлической эффективности по критериям наименьшей оценочной цены реализации мероприятий с учетом технологических ограничений.

Авторские исследования [4] свидетельствуют, что привычные способы увеличения производительности, такие как строительство лупингов, а также

					Технологии перекачки и транспортировки нефти по магистральному трубопроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

вставок большего диаметра, увеличение количества перекачивающих станций, имеют существенные капиталовложения и совсем не быстры по времени их реализации. В настоящее время задача оперативного увеличения пропускной способности и повышения гидравлической эффективности нефтепроводов решается применением противотурбулентных присадок, однако недостатком применения присадок является их огромная стоимость и способность разрушаться под действием механического влияния при попадании на насосные агрегаты.

Помимо этого, в литературе уделяется достаточное внимание расчетам по увеличению гидравлической эффективности и другим методам, связанным с прокладкой лупинга, укладками вставок, увеличением числа перекачивающих станций, что формирует необходимость проведения глубокого технико-экономического анализа для обоснования наиболее рационального метода, с привязкой к специфическим особенностям транспортируемой среды и характеристик линейной части магистральных нефтепроводов.

Указанные методические подходы будут рассмотрены далее в расчетной части данной выпускной квалификационной работы, на основании чего будет выбран наиболее приемлемый вариант.

1.2 Оборудование для снижения гидравлических нагрузок

Использование оборудования для снижения гидравлических нагрузок [10] обеспечит увеличение срока эксплуатации и экономию электроэнергии. Зачастую, для увеличения пропускной способности трубопровода и для снижения гидравлических нагрузок при транспортировке нефти по магистральному нефтепроводу применяются следующие методы, представленные на рисунке 1.

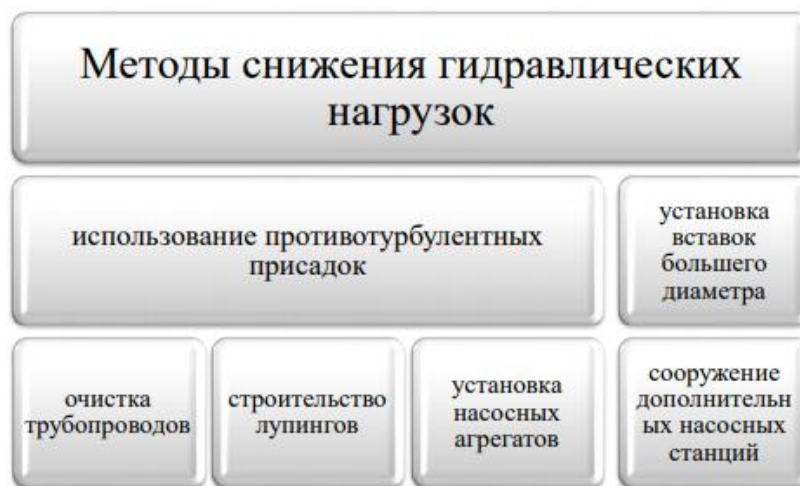


Рисунок 1 – Методы снижения гидравлических нагрузок

Общая характеристика приведенных методов в виде табличных данных, которые раскрыты более подробно, рассмотрим ниже (таблица 1).
Таблица 1 – Общая характеристика современных методов для снижения гидравлических нагрузок

Название	Достоинства	Недостатки
Установка вставок большего диаметра	Увеличивается пропускная способность нефтепровода	Неудобство внедрения вставки в трубопровод
Строительство лупингов	Увеличивается пропускная способность нефтепровода	Для строительства лупинга используют те же материалы, что и для основной линии, что увеличивает металлоемкость проекта
Метод увеличения числа (мощности) насосных станций	– Увеличивается пропускная способность нефтепровода. – Большая скорость потока способствует снижению объемов отложений АСПО	Увеличение мощности насосных станций может привести к аварии
Использование противотурбулентных присадок	– Увеличивается пропускная способность нефтепровода. – Снижается вязкость транспортируемой среды	– Высокая стоимость; – Неустойчивость к внешнему механическому воздействию (при попадании на лопасти НА ПТП разрушаются)

Технология повышения мощности насосных перекачивающих станций приводит к росту давления в системе, что может, в свою очередь, быть причиной аварии, а также разрыва нефтепровода.

Врезка вставки большего диаметра повышает пропускную способность магистрального нефтепровода, однако недостатком данной технологии является необходимость остановки и очистки нефтепровода для установки секции.

Метод прокладки лупингов не имеет указанного выше недостатка. Монтаж параллельной нитки возможен без прерывания работы основной линии. Соединение параллельной и основной линии занимает сравнительно небольшое количество времени. Применение системы лупингов не повышает рабочее давление в трубопроводе, а также позволяет увеличить объем транспортируемой нефти без значительного увеличения удельных затрат (даже с учетом дополнительных перекачивающих станций) [10].

В практике использования магистральных трубопроводов самым распространенным методом повышения гидравлической эффективности являются: сооружение лупингов и строительство дополнительных насосных станций, установка вставок большего диаметра или же насосных агрегатов, также возможно еще использование противотурбулентных присадок или очистка нефтепровода [6].

1.3 Технологии применения лупингов и вставок большего диаметра

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов часто возникает необходимость прокладки лупинга. Лупинг – трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности.

Лупинг трубопроводов служит для решения двух главных задач, среди которых уменьшение потерь давления в процессе транспорта продукта или повышение имеющейся производительности основной линии. Лупинг может быть более дешевым вариантом, чем строительство полноценного нового трубопровода [12].

При расчете лупинга исходят из условия, что расход жидкости в трубопроводе (от точки А до точки В, рис. 2) равен сумме расходов в

					Технологии перекачки и транспортировки нефти по магистральному трубопроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

трубопроводе Q_1 и в параллельной трубе-лупинге Q_2 , т.е. $Q_0 = Q_1 + Q_2$, потеря напора на участке АВ в трубопроводе равна потере напора в лупинге $h_1 = h_2$ [14].

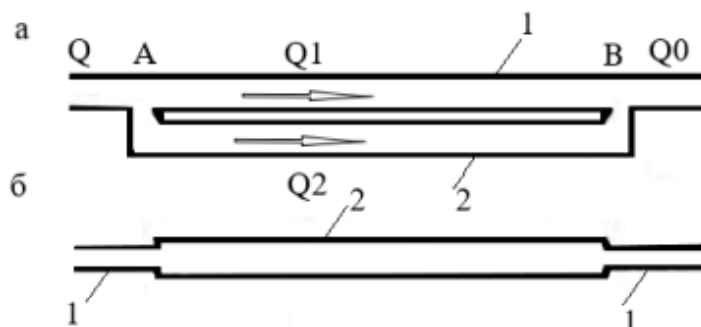


Рисунок 2 – Методы увеличения пропускной способности нефтепроводов

В случае при разных диаметрах трубопровода (d_1) и лупинга (d_2) справедливо равенство:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (1)$$

где m – показатель режима течения в трубопроводе.

Соответствующие расходы определяют по формулам:

$$Q_1 = Q_2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (2)$$

$$Q_1 = \frac{Q_2}{1 + \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{(5-m)/(2-m)}} = \omega \cdot Q_0, \quad (3)$$

где ω – скорость течения нефти по трубопроводу.

При равенстве диаметров магистрали и лупинга ($d_1 = d_2$), т.е. при $Q_1 = Q_2 = \frac{Q_0}{2}$ – гидравлический уклон в каждой ветви участка АВ составит:

$$i_{AB} = \omega^{(2-m)} \cdot i_0, \quad (4)$$

где i_0 – гидравлический уклон трубопровода до и после участка АВ.

Коэффициент повышения производительности – это отношение производительности нефтепровода после установки лупинга к первоначальной производительности до установки лупинга Q.

Задаваясь величиной этого коэффициента, определяют длину лупинга по формуле:

$$x = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega}, \quad (5)$$

где L – длина трубопровода;

χ – коэффициент увеличения пропускной способности.

Выразим коэффициент увеличения пропускной способности:

$$\chi_L \approx \frac{1}{1 - \left(\frac{x}{L} \cdot (1 - \omega)^{\frac{1}{2-m}} \right)}, \quad (6)$$

Видно, что увеличение производительности в этом случае зависит от того, какую долю от общей длины основной магистрали составляет лупинг, от соотношения диаметров лупинга и основного трубопровода, а также от режима перекачки.

В таблице 2 приведены расчетные величины χ_L для случая, когда диаметры основной магистрали и лупинга равны.

Таблица 2 – Увеличение производительности нефтепровода, достигаемое прокладкой лупинга того же диаметра

m	Величина χ_L при значении x/L равном				
	0,05	0,25	0,5	0,75	1
1	1,03	1,14	1,33	1,6	2
0,25	1,02	1,12	1,28	1,53	2
0,1	1,02	1,11	1,27	1,52	2
0	1,02	1,11	1,26	1,51	2

Исходя из таблицы, видно, что прокладка лупинга, длина которого равна протяженности основного трубопровода, способствует удвоению его пропускной способности независимо от режима течения. Одним из главных преимуществ данного метода является увеличение коэффициента пропускной способности без дополнительного строительства нефтеперекачивающих станций и поэтому проложенный лупинг является частью исходного нефтепровода.

При расчете вставки ее гидравлический уклон рассчитывается по формуле:

$$i_{\text{в}} = i_0 \cdot \left(\frac{d_0}{d_{\text{в}}} \right)^{(5-m)}, \quad (7)$$

где i_0 – гидравлический уклон основного трубопровода;

d_0 – диаметр основного трубопровода;

$d_{\text{в}}$ – диаметр вставки.

Длину вставки по заданным значениям потерь напора и расхода определяют по формуле:

$$l_{\text{в}} = \frac{i_0 \cdot L - h}{i_0 \cdot \left(1 - \frac{d_0}{d_{\text{в}}} \right)^{(5-m)}}, \quad (8)$$

где L – длина основного трубопровода;

h – потеря напора в трубопроводе со вставкой.

Применение вставок большего диаметра для повышения пропускной способности трубопровода не рекомендуется, как видно из рисунка 3, при реализации проекта неизбежны остановки перекачки, кроме того врезка вставок сопровождается потерями нефтепродуктов.

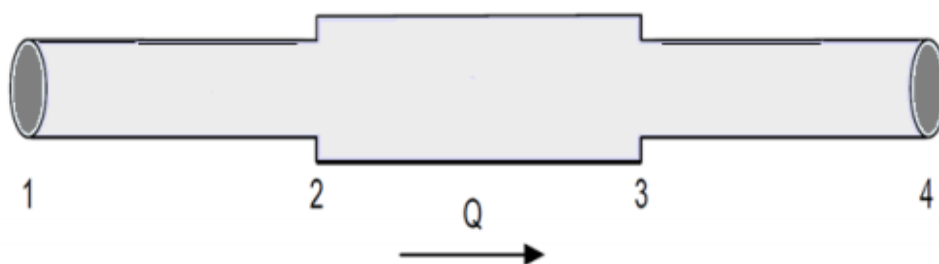


Рисунок 3 – Схема участка трубопровода со вставкой

С технологической точки зрения использование вставок большего диаметра не является целесообразным, так как проход по таким участкам очистных и диагностических устройств затруднен.

1.4 Увеличение количества насосных станций

В случае поэтапного ввода нефтепровода в эксплуатацию, принятого на этапе проектирования, повышение его производительности можно достигнуть строительством промежуточных НПС и включением в работу дополнительных насосов на уже существующих станциях.

Если же в проекте не предусмотрено повышение производительности, то в данном случае необходимо воспользоваться вариантом увеличения числа насосных станций, а именно их удвоением (рисунок 4).

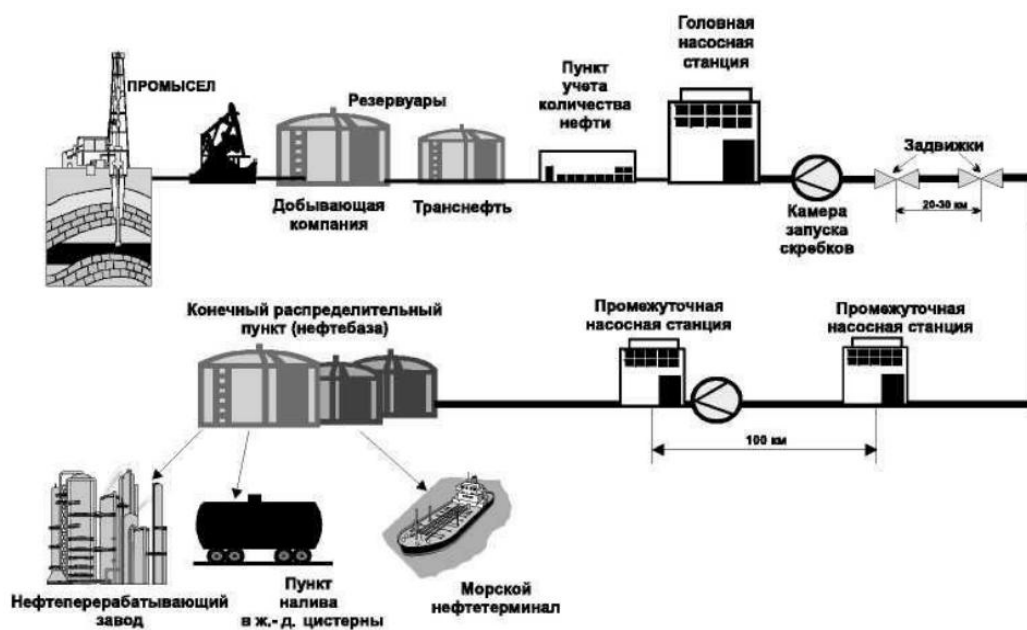


Рисунок 4 – Технологическая схема НПС

Данный вариант предполагает, что все станции будут работать в относительно одинаковых условиях и перегоны между НПС будут разделены примерно пополам [15].

Целесообразность применения данного метода для повышения производительности нефтепровода оценивают по коэффициенту увеличения пропускной способности, который выражается следующей зависимостью:

$$\chi_D = \frac{1}{2^{2-m}}. \quad (9)$$

Исходя из вышеуказанной формулы, можно сделать вывод, что при ламинарном режиме течения ($m = 1$), когда $\chi = 2$, удвоение числа насосных станций ведет к удвоению пропускной способности трубопровода. Для

гидравлически гладких труб при турбулентном течении ($m = 0,25$) увеличение числа НПС в два раза ведет к увеличению пропускной способности трубопровода в 1,486 раза, в гидравлически шероховатых трубах ($m = 0$) – в 1,414 раза.

Таким образом, удвоение числа НПС целесообразно только тогда, когда заданное повышение производительности близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$. Если это значение слишком мало ($\chi_D \ll 2^{\frac{1}{2-m}}$), то удвоение числа НПС не имеет смысла, поскольку они будут работать с недогрузкой. При слишком большом коэффициенте увеличения пропускной способности ($\chi_D \gg 2^{\frac{1}{2-m}}$) более рационально применение сложных схем, например комбинирование удвоения числа перекачивающих станций и прокладку лупинга.

1.5 Противотурбулентные присадки

Противотурбулентная присадка (ПТП) – это раствор или суспензия высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе.

Рынок полимерных ПТП в России и СНГ быстро развивается за счет нефтедобывающих компаний и компании «Транснефть». Главными производителями на мировом рынке присадок являются зарубежные компании LSPI и «Baker Hughes» [16].

Одними из основных проблем трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов являются:

- необходимость экономии энергии и энергоресурсов при эксплуатации магистральных трубопроводов;
- повышение пропускной способности магистральных нефтепроводов.

Принцип действия противотурбулентных присадок основывается на эффекте Б.А. Томса [17], проявляющегося при введении очень малых количеств высокомолекулярных полимеров в турбулентный поток жидкости.

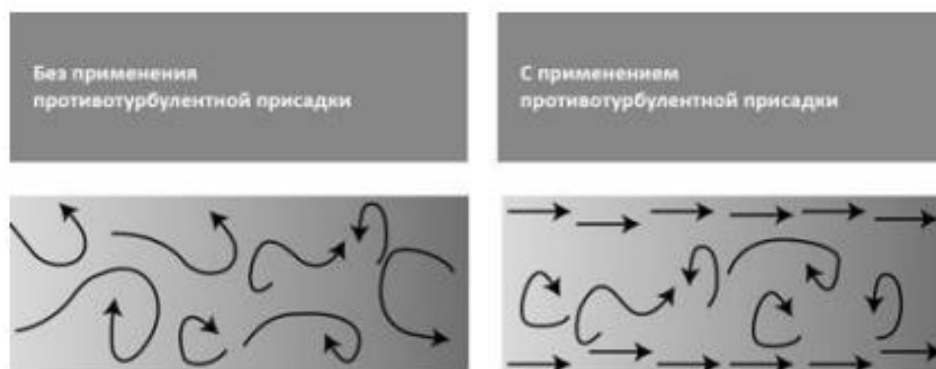


Рисунок 5 – Принцип действия АТП

Пропускная способность магистральных трубопроводов иногда ощутительно уменьшается за счет турбулизации потока безводной нефти, способствующей резкому росту гидравлического сопротивления и повышению энергозатрат.

Для снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока нефти используются два типа товарных форм противотурбулентных присадок:

- гелеобразные;
- дисперсионные.

В присадках первого типа высокомолекулярный полимер растворен в углеводородном растворителе. Пример таких присадок приведен на рис. 6.

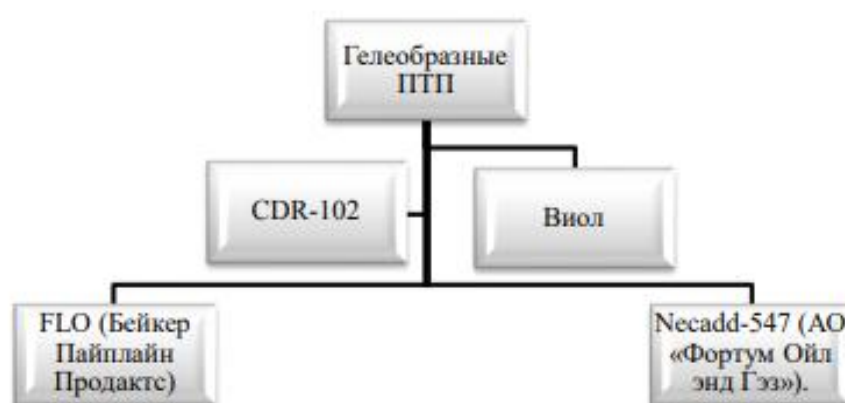


Рисунок 6 – Виды гелеобразных противотурбулентных присадок

В дисперсионных присадках гидравлически активная часть находится в виде суспензии на водной или углеводородной основе. Такая товарная форма

позволяет получить добавки с большим содержанием полимера (до 25 %).
Пример дисперсионных присадок приведен на рисунке 7.

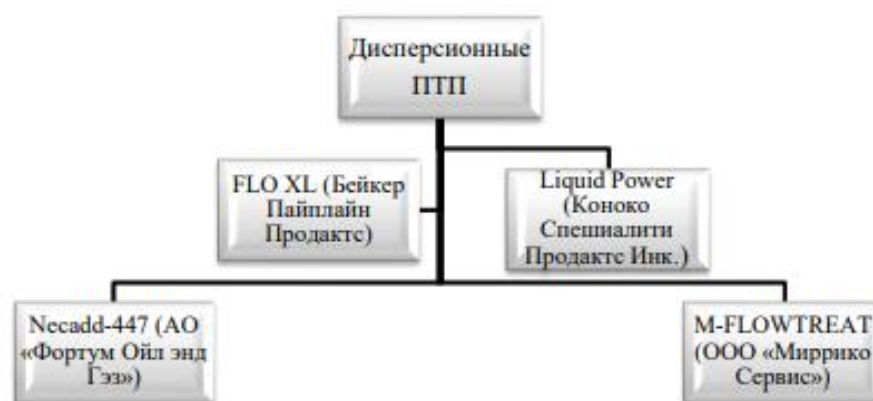


Рисунок 7 – Виды дисперсионных противотурбулентных присадок

При эксплуатации магистральных трубопроводов решается задача по определению эффективности противотурбулентной присадки в зависимости от её концентрации:

$$DR = \left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_0}\right) \cdot 100 \%, \quad (10)$$

где λ, λ_0 – коэффициенты гидравлического сопротивления потока с присадкой и без нее (базовый режим) соответственно.

Производители гарантируют высокую эффективность присадки в пределах поля, ограниченного двумя кривыми, которые, в свою очередь, соответствуют наибольшей и наименьшей вязкости продукта. Пример графической зависимости эффективности противотурбулентной присадки на поток перекачиваемой жидкости представлен на рисунке 8 [18].

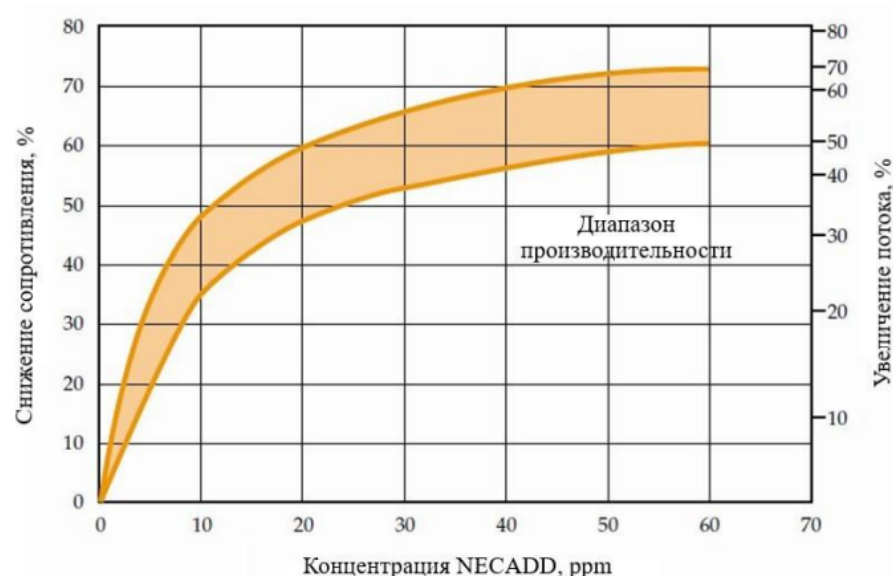


Рисунок 8 – График эффективности противотурбулентной присадки

1.6 Характеристики противотурбулентных присадок

ПТП характеризуют следующие параметры:

- эксплуатационные характеристики;
- химическая природа (молекулярные характеристики полимера).

Техническим результатом настоящего изобретения является создание способа получения и состава ПТП, позволяющий повысить качество и количество мелкодисперсного полимерного компонента в присадке суспензионной формы, сокращение числа стадий получения ПТП и увеличение производительности используемого технологического оборудования.

Помимо характеристик ПТП на величину снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока и на технико-экономические показатели применения ПТП также влияют следующие факторы:

- конструктивные параметры нефтепровода (внутренний диаметр, шероховатость труб, местные сопротивления, лупинги, вставки);
- реологические параметры перекачиваемой нефти [19].



Рисунок 9 – График эффективности противотурбулентной присадки

Основной эксплуатационной характеристикой ПТП является ее эффективность ψ .

Максимальный эффект снижения гидравлического сопротивления наблюдается не сразу после начала ввода ПТП в поток, а только после того, как нефть, содержащая ее, заполнит весь участок трубопровода.

Молекулярная структура ПТП разрушается при прохождении местных сопротивлений (тройников, задвижек, обратных клапанов и т.д.), расходомеров, узлов отбора проб в магистральных насосах. Поэтому на трубопроводах с несколькими НПС, в случае необходимости, ПТП вводится после каждой НПС.

При небольших концентрациях эффективность ПТП резко повышается с ростом концентрации. При дальнейшем повышении концентрации рост эффективности приостанавливается, достигая некоторого постоянного значения

$$\eta_{max} < 100 \text{ \%}.$$

Так как фактическая эффективность ПТП зависит от многих факторов (длины участка движения нефти с ПТП, наличия местных сопротивлений на участке, скорости растворения ПТП, степени турбулентности потока нефти), реальные эксплуатационные свойства ПТП должны уточняться на основе опытно-промышленных испытаний [17].

Помимо деградации по длине практически полное разрушение присадки происходит при прохождении ПТП центробежных насосов. Из-за этого при необходимости снижения гидравлического сопротивления всего участка магистрального нефтепровода необходимо осуществлять ввод ПТП после каждой насосной станции. Необходимо заметить, что одним из преимуществ применения в качестве агента снижения гидравлического сопротивления ПАВ по сравнению с полимерными присадками является способность ПАВ восстанавливаться после прохождения насосного оборудования, что позволило бы вводить ПАВ только один раз в начале участка трубопровода.

Изложенные теоретические аспекты в литературном обзоре свидетельствуют о важности выбора оптимальных технологий, позволяющих снижать объем гидравлических потерь при перемещении углеводородных средств, тем самым влияя на объемы энергопотребления перекачивающего оборудования.

					Технологии перекачки и транспортировки нефти по магистральному трубопроводу	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Характеристика объекта исследования

2.1 Характеристика участка магистрального нефтепровода

В административном праве магистральный нефтепровод и площадки проектируемых сооружений расположены на территории Колпашевского района Томской области.

Ближайший населенный пункт – г. Колпашево – расположен в нескольких километрах от начала участка МН.

Технологический участок изысканий обслуживает районное нефтяное управление, расположенное на территории Томской области.

По информации, предоставленной Минприроды России [20], на участках работ под реконструкцию объекта магистрального нефтепровода условным диаметром 530х8 мм, на участке для резервной нитки, пересекающей р. Обь, особо охраняемых природных территорий федерального значения нет.

2.2 Климатическая характеристика

Климат рассматриваемой территории резко континентальный, характеризуется зимой, которой характерен весьма продолжительный период времени и практическое отсутствие снега; а также весной, которой не характерна влажность и продолжительность. О двух других сезонах можно сказать следующее: лето, которому присуще короткая и прохладная сезонность; короткой осенью с возвратами тепла повышенной частотой.

Согласно СП 131.13330.2012 [27], участок работ относится к I (В) климатическому району для строительства.

Атмосферная циркуляция. В этом районе поток воздушных масс происходит в направлении с юга на север, временами наблюдаются вихри циклонов с востока, обуславливающие нередко обильные осадки. Зимой, особенно в январе и феврале, деятельность циклонов и воздушных масс проявляется слабо.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06				
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06			35	92
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Абсолютный минимум температуры воздуха характерен для января (минус 48 °С), а абсолютный максимум – в июле (плюс 26 °С). Продолжительность холодного и теплого периода составляет по 7 и 5 месяцев соответственно.

Температура почвы. Температура воздуха связана с температурой почвы. Принимая во внимание данный факт, средняя годовая температура поверхности почвы равна 0 °С.

С глубиной температура почвы в зимние месяцы увеличивается, в летние, напротив, температура почвы с глубиной меньше, так как не охлаждается ее поверхность, чего не сказать про зимние месяцы, где охлаждение идет сначала поверхности, а затем и других нижних частей. Температура средняя месячная почвы имеет только положительные значения, начиная с глубины 1,5 м.

2.3 Характеристика трубопровода

Для трубоукладочных работ на магистральном нефтепроводе привлекаются ведущие мировые компании. Особое внимание уделяется вопросам безопасности и защиты окружающей среды во время строительства. Трубы длиной 12 м производят на заводах в Германии. Наружный диаметр трубы $D_n = 530$ мм. Для этого проекта были использованы стальные трубы 09Г2С. Внутренняя поверхность труб имеет эпоксидное антифрикционное покрытие. Для защиты от коррозии предусмотрено внешнее покрытие. Кроме того, на каждую трубу наносится утяжеляющее бетонное покрытие для обеспечения устойчивости.

На участке МН трубы сваривают в единую плеть нефтепровода и укладывают в траншею. Сварные стыки проходят ультразвуковой контроль и другие виды контролей, результаты которых оценивают независимое сертификационное агентство.

2.4 Характеристика нефти

На участке магистрального нефтепровода чаще всего встречается высоковязкая нефть с большим содержанием серы, солей, парафинов и

					Характеристика объекта исследования	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

других примесей. В таблице 3 сведены обобщенные данные о содержании примесей в нефти.

Таблица 3 – Характеристика нефти

Параметр	Значение
Плотность нефти	857 кг/м ³
Механические примеси	0,6 %
Температура застывания	+10 °С
Температура плавления	+50 °С
Содержание серы	1,8 %
Содержание н-парафинов	12 %
Содержание смол и асфальтенов	2 %

3 Расчетная часть

В соответствии с современными нормами проектирования, по аналогии с принципом вариантного проектирования по СП 36.13330.2012 [13], применяемым для новых трубопроводов – проектирование по критериям оптимальности (минимальные затраты при сооружении и эксплуатации трубопровода), задекларирован принцип выбора способа обеспечения заданной пропускной способности с применением технико-экономического расчета.

Выбор способов повышения гидравлической эффективности определяется технико-экономическим расчетом, который носит оценочный характер. Для того, чтобы выбрать то или иное решение, существует определенный критерий. И данным критерием является минимизация капитальных и эксплуатационных затрат за рассматриваемый период эксплуатации трубопровода.

Сравнение технических решений по обеспечению требуемой производительности выполнено на примере участка магистрального нефтепровода. По данному МН ведется перекачка нефти с 5 месторождений. Необходимо просчитать возможность пропуска нефти по трубопроводу в связи с увеличивающимися объемами добычи, так как других путей транспортировки нефти нет.

В виде образца для выбора варианта обеспечения требуемой пропускной способности заданного участка рассмотрены следующие технические решения:

- прокладка лупинга;
- прокладка вставки большего диаметра;
- увеличение числа НПС;
- комбинированный способ;
- ввод противотурбулентной присадки.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06				Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06				
							38	92
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

Таблица 4 – Исходные данные для гидравлического расчета

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица величины	Значение параметра
1	Диаметр, толщина стенки	$D \times \delta$	мм	530×8
2	Протяженность	L	км	173
3	Расход нефти	Q_0	т/сут	17300
4	Необходимый расход нефти	Q_1	т/сут	25950
5	Вязкость нефти	ν	м ² /с	$6,06 \cdot 10^{-6}$
6	Плотность нефти	ρ	кг/м ³	857
7	Напор, развиваемый насосной станцией	$H_{ст}$	м	476
8	Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации	e	мм	0,2
9	Диаметр, толщина стенки лупинга	$D_{л} \times \delta$	мм	530×8
10	Диаметр, толщина стенки вставки	$D_{в} \times \delta$	мм	630×8

3.1 Расчет гидравлических потерь при существующей технологии транспортировки

Цель расчета: определение гидравлических потерь трубопровода.

Методика расчета.

Методика гидравлического расчета представлена в учебном пособии [10] и заключается в нахождении потерь напора на трение при транспортировании нефти. Также оценен эффект от применения единичных методов увеличения пропускной способности трубопровода, а также от их комбинации [21]: способы повышения энерго- и ресурсосбережения при транспортировке, а именно – использование прокладки лупинга, установки вставки большего диаметра, увеличения числа НПС, ввода противотурбулентной присадки. В результате необходимо провести сравнительный анализ параметров.

Алгоритм расчета.

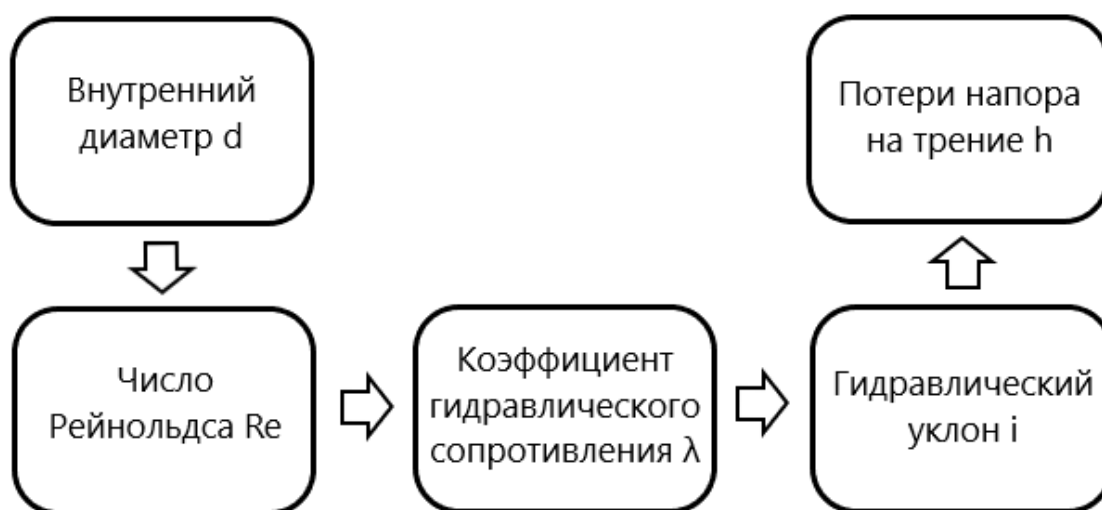


Рисунок 10 – Последовательный расчет гидравлических потерь

Расчет.

1. Внутренний диаметр, производительность и скорость средняя течения нефти в основной магистрали:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 0,53 - 0,016 = 0,514 \text{ м}, \quad (11)$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки, м.

Секундный расход нефти:

$$Q = \frac{Q_0}{\rho} = \frac{17300 \text{ т/сут}}{857 \text{ кг/м}^3} = \frac{17,3 \cdot 10^6 \text{ кг} \cdot \text{м}^3}{857 \text{ кг} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 3600 \text{ с}} = 0,234 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (12)$$

Скорость движения нефти при данном расходе:

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,514 \text{ м})^2} = 1,164 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (13)$$

2. Посчитаем число Рейнольдса, а также определим режим движения и зону сопротивления:

$$\text{Re} = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,164 \text{ м/с} \cdot 0,514 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 97192, \quad (14)$$

где ν – кинематическая вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$.

					Расчетная часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поскольку $Re > 2300$, режим движения – турбулентный. Найдем граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad (15)$$

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad (16)$$

$$\varepsilon = \frac{e}{d}, \quad (17)$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб;

ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2 \text{ мм}}{514 \text{ мм}} = 3,95 \cdot 10^{-4}; \quad Re_I = 25300; \quad Re_{II} = 1265000.$$

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения), для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,125; \quad \beta = 0,0185 \cdot \varepsilon^{0,125} = 0,00695.$$

3. Коэффициент гидравлического сопротивления найдем по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{97192} + \frac{0,2}{514} \right)^{0,25} = 0,02. \quad (18)$$

4. Рассчитаем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} \quad (19)$$

$$i = 0,00695 \cdot \frac{(0,234 \text{ м}^3/\text{с})^{1,875} \cdot (6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с})^{0,125}}{(0,514 \text{ м})^{4,875}} = 0,0028.$$

5. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} = 0,02 \cdot \frac{173 \cdot 10^3 \text{ м}}{0,514 \text{ м}} \cdot \frac{(1,164 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 472,21 \text{ м}. \quad (20)$$

3.2 Расчет гидравлических потерь после применения способов повышения эффективности при транспортировке

3.2.1 Расчет трубопровода с лупингом

Цель расчета: нахождение необходимой длины лупинга для увеличения заданной пропускной способности.

Алгоритм расчета.

Расчет трубопровода с лупингом выполняется по алгоритму, представленному на рисунке 11.

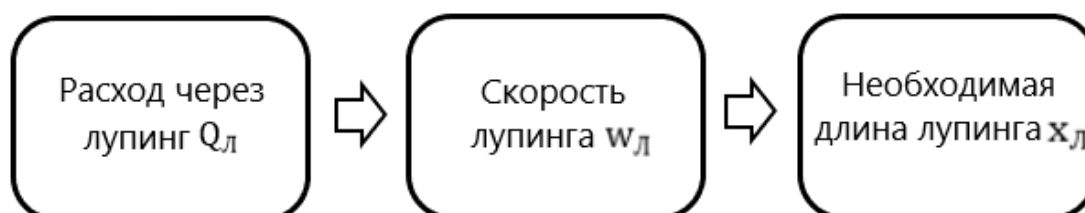


Рисунок 11 – Последовательный расчет длины лупинга

Расчет.

1. Расход через лупинг:

$$Q_{\text{л}} = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d}{d_{\text{л}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \frac{0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{1 + \left(\frac{0,514 \text{ м}}{0,514 \text{ м}}\right)^{\frac{5-0,125}{2-0,125}}} = 0,117 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (21)$$

где $d_{\text{л}}$ – диаметр лупинга, м.

2. Скорость в лупинге:

$$w_{\text{л}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{л}}}{\pi \cdot d_{\text{л}}^2} = \frac{4 \cdot 0,117 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,514 \text{ м})^2} = 0,582 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (22)$$

Число Рейнольдса для лупинга:

$$\text{Re}_{\text{л}} = \frac{w_{\text{л}} \cdot d_{\text{л}}}{\nu} = \frac{0,582 \text{ м/с} \cdot 0,514 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 48596. \quad (23)$$

Поскольку $\text{Re} > 2300$, режим движения – турбулентный.

					Расчетная часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения).

Режим движения в основном трубопроводе и в лупинге одинаковый, тогда гидравлический уклон лупинга:

$$i_L = \frac{i}{\left(1 + \left(\frac{d_L}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right)^{2-m}} = \frac{0,0028}{\left(1 + \left(\frac{0,514 \text{ м}}{0,514 \text{ м}}\right)^{\frac{4,875}{1,875}}\right)^{1,875}} = 7,63 \cdot 10^{-4}. \quad (24)$$

Найдем величину снижения потерь при лупинге:

$$n_L = \frac{i}{i_L} = \frac{28 \cdot 10^{-4}}{7,63 \cdot 10^{-4}} = 3,67. \quad (25)$$

3. Найдем необходимую длину лупинга для увеличения заданной пропускной способности:

$$x_L = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega} = 173 \cdot 10^3 \cdot \frac{1 - 1,5^{0,125-2}}{1 - 0,273} = 126707 \text{ м} = 127 \text{ км}, \quad (26)$$

где χ – коэффициент увеличения пропускной способности;

ω – коэффициент, зависящий от режима движения нефти и зоны трения.

Если $d_L = d$, то

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}} = \frac{1}{2^{1,875}} = 0,273. \quad (27)$$

3.2.2 Расчет трубопровода со вставкой

Врезка вставки большего диаметра повышает производительность трубопровода, но этому способу присущ недостаток, который заключается в том, что необходима полная остановка и очистка нефтепровода для установки секции.

Цель расчета: нахождение необходимой длины вставки для увеличения заданной пропускной способности.

Алгоритм расчета.

Расчет трубопровода со вставкой выполняется по алгоритму, представленному на рисунке 12.

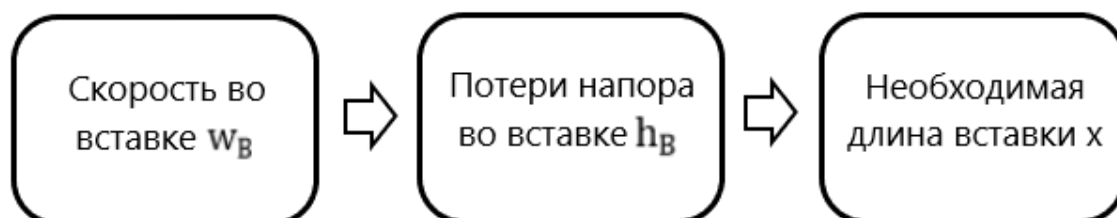


Рисунок 12 – Последовательный расчет длины вставки

Расчет.

1. Скорость во вставке:

$$w_B = \frac{4 \cdot Q_1}{\pi \cdot d_B^2} = \frac{4 \cdot 0,35 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,614 \text{ м})^2} = 1,214 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (28)$$

где d_B – диаметр вставки, м.

Число Рейнольдса для трубопровода со вставкой:

$$Re_B = \frac{w_B \cdot d_B}{\nu} = \frac{1,214 \text{ м/с} \cdot 0,614 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 121400; \quad (29)$$

Поскольку $Re > 2300$, режим движения – турбулентный. Найдём граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = 30300; Re_{II} = 1515000.$$

$30300 < Re < 1515000$ – переходная зона (смешанного трения).

Коэффициент гидравлического сопротивления во вставке по формуле Альтшуля:

$$\lambda_B = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re_B} + \frac{e}{d_B} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{121400} + \frac{0,2}{614} \right)^{0,25} = 0,019. \quad (30)$$

2. Потери напора на трение во вставке:

$$h_B = \lambda_B \cdot \frac{x}{d_B} \cdot \frac{w_B^2}{2 \cdot g} = 0,019 \cdot \frac{x}{0,614 \text{ м}} \cdot \frac{(1,214 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 0,00236x \text{ м}. \quad (31)$$

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Обозначим длину вставки – x , длину первого участка, потери напора и скорость движения нефти в первом участке – L_1, h_1, w_1 , соответственно. А во втором участке, соответственно, L_2, h_2, w_2 . Тогда составим уравнение баланса, используя приведенную схему (рис. 13):

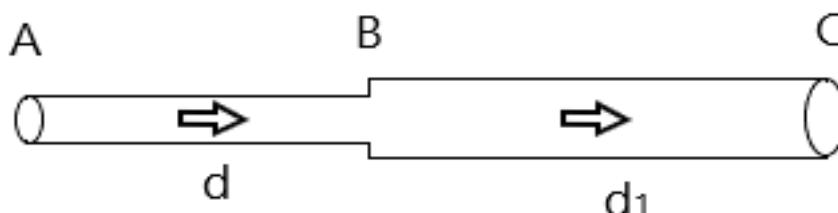


Рисунок 13 – Участок трубопровода со вставкой

$$\frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2 \cdot g} = \lambda_1 \cdot \frac{(L-x) \cdot w_1^2}{d \cdot 2 \cdot g} + \lambda_2 \cdot \frac{x \cdot w_2^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g}; \quad (32)$$

$$472,21 \text{ м} = 0,0189 \cdot \frac{(L-x) \cdot (1,74 \text{ м/с})^2}{0,514 \text{ м} \cdot 2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} + 0,019 \cdot \frac{x \cdot (1,214 \text{ м/с})^2}{0,614 \text{ м} \cdot 2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2}$$

$$472,21 \text{ м} = 997,14 \text{ м} - 0,00576x + 0,00236x;$$

$$524,93 \text{ м} = 0,0034x$$

$$x = 154391 \text{ м} = 154,4 \text{ км}.$$

Не рекомендуется применение вставок большего диаметра для повышения пропускной способности трубопровода, поскольку при реализации проекта неизбежны остановки перекачки, кроме того врезка вставок сопровождается потерями нефтепродуктов.

3.2.3 Увеличение числа нефтеперекачивающих станций (НПС)

Основной особенностью для увеличения, а в данном случае – удвоения, количества станций является величина коэффициента повышения производительности, выражаемая зависимостью $\chi_D = 2^{\frac{1}{2-m}}$. Применяя приведенную формулу, можно сказать, что при ламинарном режиме течения жидкости, когда $m = 1$, удвоению числа станций соответствует удвоение гидравлической эффективности нефтепровода $\chi_D = 2$.

В данном случае принимается, что напор, развиваемый перекачивающей станцией, сохраняется таким же, какой он и был до стадии увеличения пропускной способности в трубопроводе.

Цель расчета: нахождение необходимого количества НПС для увеличения заданной пропускной способности.

Алгоритм расчета.

Алгоритм основан на том, чтобы найти коэффициент увеличения пропускной способности, а затем умножить на заданную пропускную способность. На основании этого строятся дальнейшие суждения, хватит ли удвоения числа НПС, выгодно или нет, будет ли нужно утраивать их число.

Расчет.

1. Найдем коэффициент повышения производительности для случая $H_{СТ} = \text{const}$. Уравнение баланса напоров примет следующий вид:

– для n нефтеперекачивающих станций (до увеличения НПС)

$$\Delta H + n \cdot H_{СТ} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q^{2-m} + \Delta z + h_{ОСТ}; \quad (33)$$

– после увеличения (удвоения) НПС

$$\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{СТ} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q_1^{2-m} + \Delta z + h_{ОСТ}. \quad (34)$$

2. Коэффициент увеличения пропускной способности при дублировании числа НПС:

$$\chi_D = \frac{Q_1}{Q_0} = \left(\frac{\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{СТ} - \Delta z - h_{ОСТ}}{\Delta H + n \cdot H_{СТ} - \Delta z - h_{ОСТ}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (35)$$

3. При равенстве $\Delta H = \Delta z + h_{ОСТ}$ получим:

$$\chi_D = 2^{\frac{1}{2-m}}. \quad (36)$$

При турбулентном режиме в зоне гидравлически гладких труб, когда $m = 0,25$, в результате увеличения количества насосных станций, а именно удвоения, гидравлическая эффективность увеличивается в 1,486 раза. Для гидравлически шероховатых труб при турбулентном режиме, когда $m = 0$, коэффициент $\chi_D = 1,414$.

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. В данном случае, с учетом того, что режим движения – турбулентный, а именно зона смешанного трения ($m = 0,125$), то коэффициент увеличения пропускной способности будет $\chi_D = 1,447$.

Это значит, что при удвоении числа НПС пропускная способность трубопровода повысится до $\gamma_1 = 1,447 \cdot 17300 \text{ т/сут} = 25033 \text{ т/сут}$, что не удовлетворяет заданным условиям.

Исходя из данных показателей, установлено, что удвоение насосных станций оправдано в том случае, если заданное условие по увеличению пропускной способности χ_D близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$.

При значениях $\chi_D \ll 2^{\frac{1}{2-m}}$ следует, что будет нецелесообразно увеличивать количество станций, так как они будут работать с недогрузом.

Проведем аналогичные операции, увеличив количество НПС, так как добиться требуемой пропускной способности удвоением НПС не удалось.

5. Необходимо вычислить коэффициент повышения производительности для следующего случая: $H_{CT} = \text{const}$.

Для этого приведем уравнение баланса напоров:

– для n нефтеперекачивающих станций (до увеличения НПС)

$$\Delta H + n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q^{2-m} + \Delta z + h_{OCT}; \quad (37)$$

– после увеличения (утроения) НПС

$$\Delta H + 3 \cdot n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q_1^{2-m} + \Delta z + h_{OCT}. \quad (38)$$

6. Коэффициент увеличения пропускной способности при дублировании числа НПС:

$$\chi_D = \frac{Q_1}{Q_0} = \left(\frac{\Delta H + 3 \cdot n \cdot H_{CT} - \Delta z - h_{OCT}}{\Delta H + n \cdot H_{CT} - \Delta z - h_{OCT}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (39)$$

7. При равенстве $\Delta H = \Delta z + h_{OCT}$ получим:

$$\chi_D = 3^{\frac{1}{2-m}}. \quad (40)$$

8. В данном случае, с учетом того, что режим движения – турбулентный, а именно зона смешанного трения ($m = 0,125$), то коэффициент увеличения пропускной способности будет $\chi_D = 1,8$.

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Это значит, что при утроении числа НПС пропускная способность трубопровода повысится до $\gamma_2 = 1,8 \cdot 17300 \text{ т/сут} = 31140 \text{ т/сут}$, что удовлетворяет заданным условиям, однако тогда насосные станции будут работать с недогрузом, поэтому рассмотрим комбинированный метод, то есть сочетание увеличения числа НПС с укладкой дополнительного участка лупинга. Этот способ будет считаться наиболее целесообразным.

3.2.4 Комбинированный способ

Комбинированный способ представляет собой увеличение числа нефтеперекачивающих станций с прокладкой лупинга.

Цель расчета: нахождение необходимого количества НПС с совместной прокладкой лупинга для увеличения заданной пропускной способности.

Алгоритм расчета.

Алгоритм основан на том, чтобы найти необходимое число насосных станций, округлить до меньшего значения, а затем использовать лупинг, как наличие недостающей длины взамен округленному значению насосных станций.

Расчет.

1. Секундный расход нефти:

$$Q = \frac{Q_0}{\rho} = \frac{25950 \text{ т/сут}}{857 \text{ кг/м}^3} = \frac{25,95 \cdot 10^6 \text{ кг} \cdot \text{м}^3}{857 \text{ кг} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 3600 \text{ с}} = 0,35 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (41)$$

Тогда новый расход составляет $0,35 \text{ м}^3/\text{с}$, определим скорость течения в основной магистрали:

$$w = \frac{4 \cdot Q_1}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,35 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,514 \text{ м})^2} = 1,74 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (42)$$

2. Число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,74 \text{ м/с} \cdot 0,514 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 145287. \quad (43)$$

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Определим режим движения и зону сопротивления.

Поскольку $Re > 2300$, режим движения – турбулентный. Найдем граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = 25300; Re_{II} = 1265000.$$

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения), для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,125; \beta = 0,0185 \cdot \varepsilon^{0,125} = 0,00695.$$

4. Определим по формуле Альтшуля коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{145287} + \frac{0,2}{514} \right)^{0,25} = 0,019. \quad (44)$$

5. Рассчитаем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \quad (45)$$

$$i = 0,00695 \cdot \frac{(0,35 \text{ м}^3/\text{с})^{1,875} \cdot (6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с})^{0,125}}{(0,514 \text{ м})^{4,875}} = 0,006.$$

6. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} = 0,019 \cdot \frac{173 \cdot 10^3 \text{ м}}{0,514 \text{ м}} \cdot \frac{(1,74 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 1002,4 \text{ м}. \quad (46)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{MC} = 0,02 \cdot h = 0,02 \cdot 1002,4 \text{ м} = 20,05 \text{ м}. \quad (47)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h + h_{MC} + \Delta z = 1002,4 \text{ м} + 20,05 \text{ м} + 0 = 1022,45 \text{ м}. \quad (48)$$

7. Необходимое число насосных станций:

$$n_2 = \frac{H}{H_{CT}} = \frac{1022,45 \text{ м}}{476 \text{ м}} = 2,15, \quad (49)$$

где H_{CT} – напор, развиваемый насосной станцией, м.

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Необходимо сделать округление посчитанного числа станций в меньшую сторону $n_2 = 2$. В этом случае суммарного напора не будет хватать для компенсации гидравлических потерь в нефтепроводе.

9. Фактическая производительность:

$$Q_2 = Q_1 \cdot \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^{\frac{1}{2-m}}, \quad (50)$$

где n_1 – число насосных станций до увеличения;

$m = 0,125$ – коэффициент Лейбензона для переходной зоны.

$$Q_2 = 0,35 \cdot \left(\frac{1}{2} \right)^{\frac{1}{2-0,125}} = 0,242 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

10. Снизим с помощью лупинга гидравлическое сопротивление.

Для этого необходимо принять диаметр лупинга равным диаметру магистрали основной.

Гидравлический уклон лупинга для переходной зоны:

$$i_{\text{луп}} = 0,297 \cdot i = 0,297 \cdot 0,006 = 0,0018. \quad (51)$$

Необходимая длина лупинга:

$$x_{\text{луп}} = H_{\text{ст}} \cdot \frac{n - n_2}{i - i_{\text{луп}}} = 476 \text{ м} \cdot \frac{2,15 - 2}{0,006 - 0,0018} = 113,33 \text{ км}. \quad (52)$$

3.2.5 Расчет концентрации противотурбулентной присадки

Также существуют другие способы повышения гидравлической эффективности. Использование данных методов не требует перестройку нефтепровода. К таким способам относится, допустим, использование присадок, уменьшающих гидравлическое сопротивление или подогрев нефти с целью снижения ее вязкости.

На магистральных нефтепроводах применение ПТП возможно для повышения производительности МН, как альтернатива строительству дополнительных перекачивающих станций, лупингов или вставок.

В дисперсионных присадках Liquid Power (Коноко Спешиалити Продактс Инк.) гидравлически активная часть находится в виде суспензии на

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

водной или углеводородной основе. Такая товарная форма позволяет получить добавки с большим содержанием полимера (до 25 %) [5, с. 18-26].

Цель расчета: нахождение необходимой концентрации противотурбулентной присадки.

Алгоритм расчета.

Технология расчета концентрации противотурбулентной присадки отражена на рисунке 14 [8, с. 3-7].

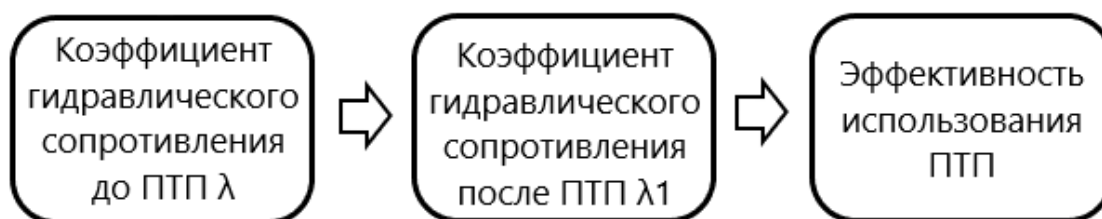


Рисунок 14 – Последовательный расчет эффективности ПТП

Расчет.

1. Коэффициент гидравлического сопротивления до использования ПТП:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{97192} + \frac{0,2}{514} \right)^{0,25} = 0,02. \quad (53)$$

2. Вследствие неизменности ресурса давлений должно выполняться равенство:

$$\lambda(Re, \theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(Re_1, \theta) \cdot Q_1^2, \quad (54)$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при требуемой производительности;

Re_1 – число Рейнольдса при требуемой производительности;

Q_1 – требуемая производительность нефтепровода, м³/с.

3. Вычислим новое значение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda_1 = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_1} \right)^2 = 0,02 \cdot \left(\frac{0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{0,35 \text{ м}^3/\text{с}} \right)^2 = 0,009. \quad (55)$$

4. Требуемая эффективность присадки:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100 \% = \frac{0,02 - 0,009}{0,02} \cdot 100 \% = 55 \%. \quad (56)$$

5. По таблице определим массовую долю присадки, требуемую для обеспечения полученной эффективности:

Таблица 5 – значения функции $\psi(\theta)$ для ПТП Liquid Power TMW [9]

θ, ppm	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,99
$\psi(\theta), \%$	0	10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0

Массовая доля присадки для увеличения пропускной способности до 25950 т/сут составит $\theta = 47,5 \text{ ppm}$. PPM – миллионная доля. Это значит, что на каждую тонну нефти приходится 47,5 г этого вещества.

3.3 Выбор оптимальной технологии повышения эффективности при транспортировке нефти

После завершения расчетов для данного примера решения по технической составляющей по повышению гидравлической эффективности путем строительства лупинга, вставки большего диаметра, увеличения числа НПС, ввода ПТП и применения комбинированного способа получили следующие результаты (таблица 6).

Таблица 6 – Результаты расчетов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица величины	Значение параметра
1	протяженность лупинга $D_L = 530 \text{ мм}$	x_L	км	127
2	протяженность вставки $D_B = 630 \text{ мм}$	x	км	154,4
3	кол-во НПС при коэффициенте увеличения пропускной способности $\chi_D = 1,8$	γ_2	шт	3
4	кол-во НПС и длина лупинга при необходимом числе насосных станций $n_2 = 2,15$	$n_2 + x_{\text{ЛУП}}$	шт + км	2 + 113,33
5	концентрация ПТП	θ	ppm	47,5

Из всех приведенных выше методов расчета повышения пропускной способности наиболее простым в применении является метод использования противотурбулентных присадок. Несмотря на их высокую стоимость,

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

противотурбулентные присадки позволяют уменьшить потребление на существующих трубопроводах энергии, а также снизить при проектировании и создании новых объектов системы трубопроводного транспорта нефти капитальные затраты. Самый нерациональный и экономически невыгодный способ – увеличение количества НПС. Именно детали для насосов являются самыми дорогостоящими.

Учитывается также время, при котором данное увеличение будет необходимым, из этого делается вывод, срок так мал, а величины такие большие, что наилучшим вариантом с любой стороны будет именно использование противотурбулентной присадки.

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Трубопроводный транспорт – вид производственной деятельности, направленный на доставку продукции к месту назначения по трубопроводам. Для транспортировки жидких и газообразных углеводородов этот вид транспорта является наиболее целесообразным, он занимает первое место по грузообороту и третье по объему перевозок. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов. Поэтому разработка проекта по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода является выгодным проектом с экономической точки зрения.

На сегодняшний день большое внимание уделяется вопросам, связанным с повышением энергоэффективности и энергосбережения при транспортировке нефти и нефтепродуктов. Можно отметить, что актуальной тематикой большей части исследований является анализ эффективности использования существующих энергосберегающих технологий, а также разработка и внедрение новых, более современных. Это можно связать с тем, что использование энергетических ресурсов с каждым годом увеличивается, цена на них также непрерывно растет, поэтому закономерно повышается себестоимость продукции. Одним из способов, который способен решить сложившуюся ситуацию, – проведение модернизации производственных процессов с использованием энергосберегающих технологий.

Способом решения данной проблемы в сфере трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является разработка проекта по повышению гидравлической эффективности и увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок и технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06						54	92	
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А				

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

С необходимостью увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов приходится встречаться при проектировании, сооружении и эксплуатации нефтепроводов. Также открытие новых и истощение существующих месторождений, строительство новых нефтеперерабатывающих заводов предопределяет задачу увеличения пропускной способности всего действующего магистрального нефтепровода.

В связи с этим технические решения, приведенные в проекте, могут заинтересовать большое количество нефтегазовых компаний.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Показатели оцениваются по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей в сумме составляют 1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 7.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (57)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,18	4	2	3	0,72	0,36	0,54
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,14	5	3	4	0,70	0,42	0,56
3. Энергоэкономичность	0,07	4	4	2	0,28	0,28	0,14
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,09	5	3	3	0,45	0,27	0,27
2. Уровень проникновения на рынок	0,06	3	5	5	0,18	0,30	0,30
3. Цена	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
5. Финансирование научной разработки	0,04	4	4	5	0,16	0,16	0,20
6. Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,12	0,12
7. Наличие сертификации разработки	0,05	4	3	5	0,20	0,15	0,25
Итого	1	58	47	51	4,46	3,38	3,75

где K_{ϕ} – конкурентоспособность научной разработки;

K_{K1} – конкурентоспособность конкурента 1;

K_{K2} – конкурентоспособность конкурента 2;

B_{ϕ} – балл i -го показателя научной разработки;

B_{k1} – балл i -го показателя конкурента 1;

B_{k2} – балл i -го показателя конкурента 2.

Таким образом, конкурентоспособность разработки составила 4,46, в то время как двух других аналогов 3,38 и 3,75 соответственно. Можно сделать вывод, результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по следующим показателям: повышенная производительность труда пользователя, удобство в эксплуатации, надежность, цена, предполагаемый срок эксплуатации и срок выхода на рынок.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации или изменения в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности в будущем.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы и отображающего вышеперечисленные факторы, представлены в таблице 8.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Возможность анализа технологий по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода С2. Разнообразные технологические решения в технологии строительства С3. Нефтепровод пользуется массовым спросом С4. Применяемые методики соответствуют требованиям нормативных документов С5. Возможность применения на действующих нефтепроводах	Слабые стороны проекта: Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта Сл2. Транспортировка оборудования требует больших капиталовложений Сл3. Проблема импортозамещения оборудования Сл4. Недостаточное количество современных источников
Возможности: В1. Использование инновационной структуры ТПУ В2. Сотрудничество с заинтересованными компаниями В3. Повышение уровня вовлеченности со стороны государства В4. Возможность применение технологии на большем количестве объектов	1. Использование научной базы ТПУ с целью повышения ресурсоэффективности проекта и увеличения экономической выгоды 2. Учет пожеланий заказчиков при соблюдении требований нормативных документов 3. Расширение кадрового состава	1. Применение опыта работы компаний-партнеров 2. Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля 3. Отбор высококвалифицированных специалистов 4. Сотрудничество с иностранными компаниями
Угрозы: У1. Возможность отказа заказчика от проекта из-за высокой стоимости У2. Истощение запасов месторождений У3. Изменение нормативно-правовой базы У4. Появление новых технологий У5. Возможны проблемы при транспортировке оборудования	1. Постоянное отслеживание изменений в законодательстве 2. Повышенная надежность используемого оборудования 3. Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования	1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2. Переквалификация сотрудников предприятия 3. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация

представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работ, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение задания	Руководитель
Разработка концепции проекта	2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	3	Разработка концепции проекта	Руководитель, исполнитель
	4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	5	Календарное планирование работ	Руководитель, исполнитель
	6	Определение объема и частей ВКР	Руководитель, исполнитель
Теоретические исследования	7	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель
	8	Проведение расчетов	Исполнитель
	9	Разработка части «финансовый менеджмент»	Исполнитель
	10	Разработка части «социальная ответственность»	Исполнитель
Анализ результатов	11	Оценка эффективности проделанных работ	Исполнитель
Оформление отчета	12	Составление пояснительной записки	Исполнитель
	13	Разработка презентации	Исполнитель

4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях найдем коэффициент календарности $k_{\text{кал}}$:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{пр}} - T_{\text{вых}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22, \quad (58)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней.

Продолжительность i -й работы в календарных днях T_{ki} :

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (59)$$

где T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях.

Результаты расчетов занесем в таблицу 10.

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{\min} , чел.-дни	t_{\max} , чел.-дни	$t_{\text{ож}}i$, чел.-дни			
Составление и утверждение задания	1	2	1	1	1	2
Подбор и изучение материалов по теме	3	6	5	2	2,5	4
Разработка концепции проекта	2	4	3	2	1,5	2
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	2	2	2	1	2	3
Календарное планирование работ	2	3	2	1	2	3
Определение объема и частей ВКР	1	3	2	2	1	1
Проведение теоретического исследования темы	7	14	10	1	10	15

Проведение расчетов	5	9	7	1	7	10
Разработка части «финансовый менеджмент»	5	8	7	1	7	10
Разработка части «социальная ответственность»	5	7	7	1	7	10
Оценка эффективности проделанных работ	2	4	3	2	1,5	2
Составление пояснительной записки	10	15	12	1	12	18
Разработка презентации	2	5	2	1	2	3
Итого:						83

Итого для выполнения ВКР потребуется 83 календарных дня. Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются в виде продолжительных во времени отрезков, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый из четырех месяцев разделен на декады (таблица 11).

Таблица 11 – Календарный план-график выполнения ВКР

№	Вид работ	Исполнители	T _{кп} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение задания	Руководитель	2												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	4												
3	Разработка концепции проекта	Руководитель, исполнитель	2												
4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель	3												
5	Календарное планирование работ	Руководитель, исполнитель	3												

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расхi} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 31500 \text{ руб.}, \quad (60)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 13 – Затраты на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за единицу руб.			Сумма
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	
Компьютер	шт.	1	1	1	31500	31500	31500	94500
Аудиоаппаратура	шт.	1						8000
Итого								102500

Материальные затраты пришлись на компьютер с программным обеспечением и аудиоаппаратуру.

4.3.2 Основная заработная плата исполнителей схемы

Данный раздел отображает основную заработную плату научных сотрудников и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ в рамках проекта. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет основной заработной платы

№	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.- раб. дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Разра ботка	Ана-лог 1	Ана-лог 2	Разра ботка	Ана-лог 1	Ана-лог 2	Разра ботка	Ана-лог 1	Ана-лог 2
1	Руководитель	11	13	15	1369	1369	1369	15059	17797	20535
2	Исполнитель	82	85	92	718	718	718	58876	61030	66056
Итого								73935	78827	86591

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (61)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (62)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (используем шестидневную рабочую неделю);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Для руководителя среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента k_p :

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} = \frac{24600 \cdot 10,4 \cdot 1,3}{243} = 1369 \text{ руб.}$$

Для исполнителя среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента k_p :

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} = \frac{12900 \cdot 10,4 \cdot 1,3}{243} = 718 \text{ руб.}$$

4.3.3 Дополнительная заработная плата

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (63)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным от 0,12 до 0,15).

Для руководителя дополнительная заработная плата:

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 15059 = 2259 \text{ руб.}$$

Для исполнителя дополнительная заработная плата:

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 58876 = 8831 \text{ руб.}$$

Общие расходы на оплату труда составят:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = 73935 + (2259 + 8831) = 73935 + 11090 = 85025 \text{ руб.}$$

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет дополнительной заработной платы

№	Исполнители по категориям	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Руководитель	15059	17797	20535	11090	11825	12988
2	Исполнитель	58876	61030	66056			

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (64)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Ставка страховых взносов – 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 16.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таблица 16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители по категориям	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Руководитель	15059	17797	20535	11090	11825	12988
Исполнитель	58876	61030	66056			
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2 %					
Итого:	25678	27377	30073			

4.3.5 Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{сумма статей } 1 \div 4), \quad (65)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов возьмем в размере 16 %, тогда накладные расходы составят:

$$З_{\text{накл}} = 0,16 \cdot 110703 = 17712 \text{ руб.}$$

4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Распределение бюджета затрат НИ по статьям отображено в табл. 17.

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Мат. затраты НТИ	198	198	198
2	Затраты на специальное оборудование	34170	34170	34170
3	Затраты по основной заработной плате	73935	78827	86591
4	Затраты по дополнительной заработной плате	11090	11825	12988
5	Отчисления во внебюджетные фонды	25678	27377	30073
6	Накладные расходы	17712	18885	20744
7	Бюджет затрат НИ	162783	171282	184764

4.4 Определение ресурсной финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

4.4.1 Определение сравнительной эффективности разработки

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (66)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{162783}{184764} = 0,88.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки относительно самого затратного варианта.

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (67)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта реализации научного исследования;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;

b_i – балльная оценка i -го варианта реализации научного исследования.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 18.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Таблица 18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	5	3	4
3. Безопасность	0,2	5	4	4
4. Энергосбережение	0,1	4	3	3
5. Надежность	0,3	5	4	4
Итого	1	24	18	19

Основываясь на данных таблицы, показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,3 = 4,9;$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,3 = 3,8;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,3 = 3,9.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}}; \quad (68)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность (таблица 19).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}. \quad (69)$$

Таблица 19 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,88	0,93	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,90	3,80	3,90
3	Интегральный показатель эффективности	5,57	4,09	3,90
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,36 1,43	0,73 1,05	0,70 0,95

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности. Как видно из таблицы, разработка данного научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

В данном разделе подробно разобран экономический потенциал данной научно-исследовательской работы и перспективы на рынке.

Проведена оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения проделанной работы. Проанализировав потенциальных потребителей результатов данного исследования, проведен SWOT-анализ. Было произведено планирование научно-исследовательской работы. С позиции финансовой и ресурсной эффективности все рассчитанные показатели позволяют сделать вывод о том, что выбранный вариант исполнения наиболее предпочтительный, так как он экономичнее и ресурсоэффективнее.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Социальная ответственность

Трубопроводному транспорту углеводородов (нефти, нефтепродуктов и природного газа) уделяется большое внимание, так как данный вид является наиболее безопасным и эффективным при транспортировке на дальние расстояния.

Обеспечение стабильного функционирования и надежности магистральных нефтепроводов входит в ряд первоочередных задач при их строительстве и эксплуатации. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительной работы, устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении комплекса работ по прокладке нефтепровода необходимо использовать современные средства техники безопасности и соблюдать правила охраны труда. Работающих необходимо обеспечить санитарно-гигиеническими и безопасными условиями труда с целью устранения производственного травматизма и профессиональных заболеваний. В зависимости от выполняемых работ рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и защитными средствами.

Для выполнения работ допускается только аттестованный персонал, имеющий удостоверения аттестации и допуск к данным видам работам. Обучение персонала производится в соответствии с централизованным графиком повышения квалификации и профессиональной переподготовкой руководителей и специалистов.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06				Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06				
							70	92
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для них предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. Приведу некоторые из них: увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Рабочее место и его оборудование, применяемое в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. Взаимное расположение и компоновка рабочих мест должны обеспечивать безопасный доступ на рабочее место и возможность быстрой эвакуации в аварийной ситуации.

Организация и состояние рабочих мест, а также расстояния между рабочими местами должны обеспечивать безопасное передвижение работников и транспортных средств, удобные и безопасные действия с материалами, а также техническое обслуживание и ремонт производственного оборудования.

На рабочих местах безопасность оборудования и производственных процессов должна обеспечиваться в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации, а условия труда должны соответствовать государственным нормативным требованиям охраны труда.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трудящегося, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены или уменьшены масштабы их воздействия. Для оценки этих факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. В таблице 20 приведены опасные и вредные факторы, связанные с запроектированными видами работ. Таблица 20 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Погрузочно-разгрузочные работы	Сварочно-монтажные работы	Работы по использованию ПТП	
Опасные производственные факторы				
Факторы, связанные с электрическим током	—	+	—	ГОСТ 12.1.045-84; ГОСТ Р 12.1.019-2009
Взрыво- пожароопасность	—	+	—	ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.1.010-76
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	—	ГОСТ 12.4.125-83; ГОСТ 12.2.062-81
Вредные производственные факторы				
Повышенный уровень шума и локальной вибрации	+	+	—	ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ 24346-80
Недостаток искусственного освещения рабочей зоны	+	+	—	ВСН 34-82; СанПиН 1.2.3685-21
Токсическое воздействие на организм человека химических веществ	—	—	+	ГН 2.2.5.686-98
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96

Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными	+	–	–	СанПиН 3.2.3215-14
---	---	---	---	--------------------

5.3 Анализ вредных производственных факторов

5.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

Шум может создаваться работающим оборудованием: машинами (ЗИЛ, КАМАЗ), бульдозерами и трубоукладчиками, полевыми машинами для изоляции трубопровода.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

5.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для электрического освещения строительной площадки и участков используется рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное освещение. В соответствии с ГЭСН 81-02-01-2001 Часть 1 Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы при наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении.

При недостаточной освещенности и напряженной зрительной работе происходит повышенная утомляемость, возникновение головных болей и ухудшение зрения.

Передвижные инвентарные осветительные установки должны размещаться на строительной площадке в местах производства работ и в зоне транспортных путей. Строительные машины должны быть оборудованы осветительными установками наружного освещения.

5.3.3 Токсическое воздействие на организм человека химических веществ

Одним из способов увеличения пропускной способности нефтепровода является использование противотурбулентных присадок. Противотурбулентные присадки при попадании на кожные покровы и слизистые оболочки вызывают раздражение и имеют мутагенное действие. По параметрам острой токсичности относятся к умеренно опасным веществам. Пары в концентрациях, превышающих ПДК для воздуха рабочей зоны, оказывают воздействие на ЦНС, почки и печень, на слизистые оболочки глаз и органов дыхания.

Защита дыхательных органов осуществляется с помощью разнообразных противогазов и респираторов. Органы зрения защищаются путем использования предохранительных очков. Также объект должен иметь

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на балансе приборы для замера вредных веществ (газоанализаторы, лазерная техника).

5.3.4 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Подвижность воздуха увеличивает теплоотдачу организма. Она имеет положительное значение при высоких температурах, а при низких – отрицательное. Низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей.

5.3.5 Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными

Работа на открытой местности, а тем более в заболоченных районах лесотундры связана с постоянным воздействием со стороны кровососущих насекомых-вредителей, которые могут переносить различные болезни, передаваемые при контакте с кожей или кровеносной системой человека. Согласно СанПиН 3.2.3215-14 на предприятиях должно осуществляться непрерывное наблюдение за паразитарными болезнями, должен проводиться надзор за эпидемическим процессом, а также должны разрабатываться и корректироваться профилактические мероприятия с целью их предотвращения.

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

Во избежание этого негативного фактора работники должны правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты, использовать при работе репелленты.

5.4 Анализ опасных производственных факторов

5.4.1 Электрический ток

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода от сварочного аппарата или электродвигателя. В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019 – 2009 и быть не более 50 мА.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.4.2 Пожароопасность и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара при сооружении магистрального нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения, возможен летальный исход.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей.

В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара. Отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающих газов в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.4.3 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При сооружении магистрального трубопровода движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов, которые могут привести к потере трудоспособности. Основными грузоподъемными машинами при сооружении являются экскаваторы, краны, трубоукладчики. Скорость движения транспортных средств вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к коллективным средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации; предохранительные; дистанционного управления; тормозные; знаки безопасности.

5.5 Экологическая безопасность

Практически все технологические процессы строительства и эксплуатации проектируемого магистрального нефтепровода в той или иной степени оказывают техногенное воздействие как на отдельные компоненты окружающей природной среды (атмосферный воздух, акватории водоемов и грунтовых вод, растительный покров), так и на целую группу природных компонентов одновременно.

Защита атмосферы. Наибольшее воздействие на атмосферу при строительстве нефтепровода представляют различные машины, используемые при строительстве. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла. При работе различных частей

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

машин и механизмов выделяются: оксид углерода, оксид азота, диоксид серы, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая, фтористые газообразные соединения, оксид азота (IV), оксид углерода. Для защиты нефтепровода от коррозии используются импортные покрывные материалы. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыления, что подвергает опасность выделения аэрозоля краски.

В настоящее время для контроля над наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения.

Для снижения уровня загрязнения необходимо: разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях; использование экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей.

Защита гидросферы. В процессе строительства нефтепровода появляется большое количество отходов производства. Утилизация таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места, не допускается сброс отходов в водные источники во избежание загрязнений водного ресурса. Для того чтобы воздействие при строительстве нефтепровода было минимальным, необходимо проводить следующие мероприятия:

- все горюче-смазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места;
- промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места;
- вывоз отходов строительства должен быть санкционированным и своевременным.

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защита литосферы. Строительное производство потребляет большое количество различного природного сырья: гравия, песка, щебня. Также при непосредственном строительстве нефтепровода происходит серьезное нарушение ландшафта: расчистка земель, далее снятие плодородного слоя почвы и выполнение земляных работ.

Земляные работы при строительстве трубопроводов меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из хозяйственного оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду.

Наиболее эффективным методом сохранения земельных ресурсов при строительстве нефтепроводов является рациональное использование ресурса. Этого можно добиться при соблюдении всех норм и правил, предусмотренных нормативными документами. Необходим рациональный подход к разработке планов и расчету, используемому по применению земель, а также его строгое соблюдение.

Основными методами сохранения земельных ресурсов являются: исправление ландшафта, измененного во время работ; создание гидротехнических сооружений; обработка почвы путем внесения удобрений. Если происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, по причинам техногенного характера (аварии).

Наиболее распространенными ЧС на магистральных нефтепроводах являются пожары, взрывы, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

Рассмотрим ЧС, возникшую вследствие аварийного разлива нефти и нефтепродуктов, так как это один из наиболее чаще встречающихся видов ЧС. Основными причинами аварийного разлива нефти могут служить разрывы и проколы трубопровода, образовавшиеся вследствие несанкционированных врезок, превышение давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушение металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический контроль над состоянием нефтепровода путем проведения технического обслуживания, а также проводить диагностирование коррозионного состояния труб и сварных стыков и проверку целостности изоляционного покрытия.

В случае обнаружения разлива нефти работник обязан сообщить диспетчеру районного нефтепроводного управления (РНУ) точное место аварии; обстановку на местности; характер разлива нефти; наличие вблизи населенных пунктов, водоемов, шоссейных дорог; состояние подъездных дорог и проездов к месту аварии; погодные условия.

До приезда бригады линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС) необходимо: оградить предупредительными знаками место выхода и разлива нефти, предупредить доступ посторонних лиц и транспортных средств в зону аварии, принять меры по предотвращению или сокращению растекания нефти путем создания земляных валиков с использованием каких-либо подручных средств.

Ликвидация аварийных разливов нефти осуществляется в следующей последовательности:

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– В случае разливов нефти на грунте используют насыпи, перехватывающие траншеи, подпорные стенки, а также заграждения из сорбирующих материалов; при разливах нефти на водной поверхности используют ограждения, диспергенты и сорбенты; разливы нефти в зимних условиях локализуются с помощью заграждений, дамб и снежных преград.

– Ликвидация разлива нефти осуществляется путем сбора разлитой нефти с помощью нефтесборных машин, судов-нефтесборщиков, ручным и механизированным способом, применением сорбентов. Для каждого случая разрабатывается план ликвидации аварийного разлива нефти, в котором указываются основные решения по организации работ.

Пожаром называется неконтролируемое горение. Опасные факторы пожара: высокая температура, выброс в воздух ядовитых продуктов горения, выгорание в зоне пожара кислорода, разрушение зданий и сооружений, разрушение технологического оборудования.

Взрывом является воспламенение газовой смеси, распространяющееся с огромной скоростью и сопровождающееся большим выбросом энергии.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ. Мероприятия по предотвращению пожара:

- работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности;
- персонал должен быть обучен безопасным методам ведения ремонтных работ на объектах магистрального трубопровода и должен пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности;
- проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне;
- работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество, и иметь средства индивидуальной защиты;

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено;
- рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения.

Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечка) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;
- воспламенением нефти или взрывом ее паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечками нефти объемом 10 м³ и более.

Категории чрезвычайных ситуаций зависят от объема и площади разлива нефтепродуктов:

- локального значения (разливы достигают 500 т от нижнего уровня разлива);
- регионального значения (разливы, которые находятся от 500 до 5000 т);
- федерального значения (свыше 5000 т).

Для предупреждения возникновения аварий на магистральных нефтепроводах и снижения их последствий, предприятиям необходимо проведение следующих мероприятий:

- строго следить за выполнением приказа Ростехнадзора от 22.01.2009 № 883 «О распределении полномочий по организации надзорной деятельности за объектами магистрального трубопроводного транспорта»;
- уделять особое внимание качеству построенных объектов;
- подбирать и использовать новые технологии и материалы для обеспечения бесперебойной работы и надежной эксплуатации оборудования;

- своевременно проводить профилактические и плановые работы по выявлению различных видов дефектов оборудования, их ремонт или замену;
- своевременно выполнять аварийно-ремонтные и восстановительные работы;
- соблюдать требования техники безопасности и охраны труда и проводить на регулярной основе обучение, тестирование и тренировки персонала по специальной программе обучения действиям по локализации и ликвидации аварий, а также способам защиты от поражающих факторов.

Вывод

В данном разделе проведены анализы возможных вредных и опасных факторов при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

При выполнении работ по транспортировке углеводородов по трубопроводу основные параметры микроклимата и другие параметры должны находиться в допустимых пределах, указанных выше. Кроме того, перечисленные нормы и правила должны быть соблюдены с целью создания безопасной среды работы для работников и не нанесения вреда окружающей среде.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе:

- изучена используемая нормативно-техническая документация, а также выполнен анализ литературы, содержащей способы повышения пропускной способности;
- разобраны причины уменьшения пропускной способности нефтепровода, и далее можно утверждать, что тема актуальна в связи с непрерывными процессами снижения гидравлической эффективности, основной причиной которых может быть механические примеси, также может быть из-за АСПО и вязкого трения при перекачке нефти;
- проанализированы применяемые технологии и методы по повышению гидравлической эффективности магистральных нефтепроводов, среди которых можно отметить несколько решений и типовых направлений, таких как сооружение лупингов и строительство дополнительных насосных станций, установка вставок большего диаметра и использование противотурбулентных присадок;
- рассчитаны параметры и значения для анализируемых методов: для лупинга его длина равна 127 км; для вставки – 154,4 км; кол-во НПС равно трем; а также получена концентрация ПТП, равная 47,5 ppm;
- совершен выбор оптимальной технологии для повышения гидравлической эффективности транспортировки нефти на основе сопоставления полученных параметров для заданных условий, установлено, что по таким критериям, как время реализации, затраты и эффективность имеет выгоду противотурбулентная присадка по сравнению с другими способами. Увеличение пропускной способности с применением ПТП характеризуется отсутствием капитальных затрат и дополнительных эксплуатационных расходов. Что касается других способов, а именно: применение вставок большего диаметра, лупинга, дополнительных НПС, то их суть имеет огромные значения капитальных затрат при небольшой продолжительности повышенной эффективной работы.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06			85	92
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сергаев А.А. Оптимизация выбора технических решений для обеспечения требуемой производительности нефте- и нефтепродуктопроводов // 2-я Всероссийская научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов». – 2018. – С. 32-41. – ISBN 978-5-8149-2724-8.
2. Бархатов А.Ф. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат / Бархатов А.Ф., Настепанин П.Е. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №3 (15). – С. 18-26. – ISSN: 2221-2701.
3. Макаров С.П. Методы очистки внутренней поверхности магистральных нефтепродуктопроводов // С. П. Макаров, А. Д. Прохоров, С. Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004. – №3. – ISSN: 2072-0297.
4. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Электронный ресурс] // Л. В. Ивуанова, В. Н. Кошелев, Е. А. Буров // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1.
5. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов: дата введения 2002-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032108> (дата обращения: 14.02.2021). – Текст: электронный.
6. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 47 с.
7. Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями на 26 июля 2019 года): – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902186281> (дата обращения: 18.02.2021). – Текст: электронный.

					Разработка предложений по повышению пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тоначев К.С.		15.06	Список литературы			
Руковод.		Шадрина А.В.		15.06				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		15.06				
						Лит.	Лист	Листов
							86	92
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

8. Патент №2505918 Российская Федерация, МПК H02P 27/06 (2006.01). Высоковольтный частотно-регулируемый электропривод: № 2011130307/07: заявл. 20.07.2011: опубл. 27.01.2014 / Иванов А.Г.; заявитель Иванов А.Г.

9. Чухарева Н.В. Транспорт скважиной продукции: учебное пособие [Электронный ресурс] // Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.

10. Чухарева Н.В., Быков Р.С. Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода, 2018.

11. Девяткин И. Н. Использование гелевых разделительных поршней для вытеснения нефтепродукта и очистки внутренней полости МНПП // И. Н. Девяткин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004. – №1. – 143 с.

12. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.

13. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы: дата введения 2013-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 24.02.2021). – Текст: электронный.

14. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т. // под общ. ред. Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т. 1. – 494 с.

15. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов // А.А Коршак, А.М. Нечваль. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 485 с.

16. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудов А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов. – М.: Недра, 2008. – 368 с. – ISBN: 5-247-00064-1.

17. Гареев М.М. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопровода // М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов – СПб.: Недра, 2013. – 228 с. – ISBN 978-5-905153-40-X.

18. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. – Новосибирск: Наука, 1986. – 143 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

19. Иваненков В.В. Опыт использования противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах // В.В. Иваненков, О.В. Пименов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2006. – №2. – С. 3–7.

20. Тарасов М.Ю. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих нефти // М.Ю. Тарасов, И.С. Южаков, В.В. Классен // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №10. – С. 117–119.

21. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с изменениями N 1, 2): дата введения 2002-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения: 27.02.2021). – Текст: электронный.

22. ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107826> (дата обращения: 02.03.2021). – Текст: электронный.

23. ГОСТ Р 52368-2005. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия (с изменениями N 1): дата введения 2006-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200041173> (дата обращения: 07.03.2021). – Текст: электронный.

24. ГОСТ 2084-77. Бензины автомобильные. Технические условия: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001366> (дата обращения: 09.03.2021). – Текст: электронный.

25. ГОСТ Р 51105-97. Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. Технические условия (с изменениями N 5, 6): дата введения 1999-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003570> (дата обращения: 16.03.2021). – Текст: электронный.

26. ГОСТ 10227-2013. Топливо для реактивных двигателей: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107836> (дата обращения: 25.03.2021). – Текст: электронный.

27. СП 131.13330.2018. Строительная климатология: дата введения 2019-05-29. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/554402860> (дата обращения: 29.03.2021). – Текст: электронный.

28. РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

климатических условиях: дата введения 1979-02-22. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293831/4293831373.htm> (дата обращения: 03.04.2021). – Текст: электронный.

29. Тугунов П.И. Транспорт и хранение нефти и газа. Учебное пособие для студентов. М.: Недра, 1975. – 248 с.

30. Лурье М.В., Арбузов Н.С., Оксенгендлер С.М. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2012. №2. – С. 56-60.

31. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 07.04.2021). – Текст: электронный.

32. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем: дата введения 2017-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200140609> (дата обращения: 13.04.2021). – Текст: электронный.

33. ТК РФ. Статья 146. Оплата труда в особых условиях: дата введения 2001-12-21. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения: 17.04.2021). – Текст: электронный.

34. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 22.04.2021). – Текст: электронный.

35. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 26.04.2021). – Текст: электронный.

36. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*: дата введения 2017-05-08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 29.04.2021). – Текст: электронный.

37. ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

защиты: дата введения 2019-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения: 02.05.2021). – Текст: электронный.

38. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1): дата введения 1992-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 05.05.2021). – Текст: электронный.

39. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1): дата введения 1982-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051598> (дата обращения: 07.05.2021). – Текст: электронный.

40. СанПиН 1.2.3685-21. "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания": дата введения 2021-01-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения: 10.05.2021). – Текст: электронный.

41. СанПиН 3.2.3215-14. "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации" (с изменениями на 29 декабря 2015 года): дата введения 2014-08-22. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/420233490> (дата обращения: 13.05.2021). – Текст: электронный.

42. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 15.05.2021). – Текст: электронный.

43. Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. – М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева, 2000. – 240 с.

44. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод: дата введения 1983-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения: 17.05.2021). – Текст: электронный.

45. ГОСТ Р 59057-2020. Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель: дата введения 2021-04-01.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

– URL: <https://docs.cntd.ru/document/566277874> (дата обращения: 19.05.2021).

– Текст: электронный.

46. РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: дата введения 2000-06-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007590> (дата обращения: 22.05.2021).

– Текст: электронный.

47. ГЭСН 81-02-01-2020. Государственные сметные нормативы. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Часть 1. Земляные работы: дата введения 2020-03-31. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564214984> (дата обращения: 25.05.2021). – Текст: электронный.

48. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 №2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»: дата введения 2020-12-31. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573319208> (дата обращения: 27.05.2021). – Текст: электронный.

49. Чухаренов Н.Р. Анализ развития аварийных ситуация при строительстве и эксплуатации трубопроводных систем в условиях Западной Сибири // Р.В. Савинский, Блохина О.Л. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2011. – №12.

50. ГОСТ Р 57512-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения: дата введения 2018-04-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146219> (дата обращения: 29.05.2021). – Текст: электронный.

51. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018): дата введения 2001-12-21. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения: 02.06.2021). – Текст: электронный.

52. ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Основные положения: дата введения 2018-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146117> (дата обращения: 05.06.2021). – Текст: электронный.

53. РД 25.160.00-КТН-037-14. Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов (с Изменением N 1, 2, 3): дата введения 2014-04-01.

54. ВНТП-3-90. Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов: дата введения 1990-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200027406> (дата обращения: 07.06.2021). – Текст: электронный.

55. ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция (с Изменением N 1): дата введения 2003-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030179> (дата обращения: 09.06.2021). – Текст: электронный.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92